

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202391945** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.11.22

(51) Int. Cl. *E21B 33/138* (2006.01)
C09K 8/508 (2006.01)
E21B 43/32 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2023.08.02

(54) **СПОСОБ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ И ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ, СНИЖЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

(31) 2022115125

(72) Изобретатель:

(32) 2022.06.03

Милейко Александр Андреевич,

(33) RU

Новов Иван Павлович, Мельникова

(71) Заявитель:

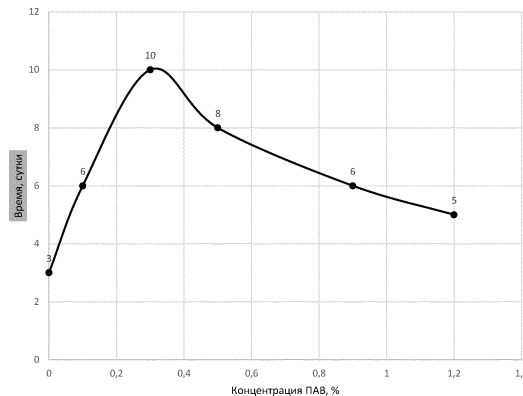
Дарья Павловна (RU)

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ИСКО" (RU)**

(74) Представитель:

Ивашенко О.И. (RU)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при обработке добывающих и нагнетательных скважин с неоднородными по проницаемости заводненными пластами с целью ограничения водопритоков в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля приемистости, снижения приемистости в нагнетательных скважинах. Предлагаемый способ включает непрерывную закачку в скважину с помощью насосного агрегата гелеобразующей композиции, содержащей следующие компоненты, в мас. %: полиакриламид (ПАА) - 0,3-1,5; ацетат хрома - 0,03-0,15; неионогенный ПАВ - 0,2-0,5; вода - остальное. Заявляемое изобретение обеспечивает повышение эффективности изоляции водонасыщенных поровых и/или трещиноватых каналов при проведении операций по ограничению водопритока.



A1

202391945

202391945

A1

**Способ ограничения водопритока
в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля
приемистости, снижения приемистости в нагнетательных скважинах**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при обработке добывающих и нагнетательных скважин с неоднородными по проницаемости заводненными пластами с целью ограничения водопритоков в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля приемистости, снижения приемистости в нагнетательных скважинах.

Из уровня техники известен источник информации RU 2541973 C1 (МПК E21B 43/22, C09K 8/584, опубл. 20.02.2015), в котором раскрыт способ разработки неоднородного нефтяного пласта, включающий закачку в пласт водного раствора полиакриламида – ПАА, ацетата хрома и оксида магния, раствор дополнительно содержит стеклянное или базальтовое микроармирующее волокно, предварительно обработанное 1-5%-ным водным раствором АФ9-6 или АФ9-12 или волокно строительное микроармирующее – ВСМ при следующей концентрации компонентов в растворе, масс %

ПАА – 0,3-1,0

Ацетат хрома – 0,03-0,1

Оксид магния – 0,015-0,07

Указанное волокно – 0,1-0,5

Недостатком способа является низкое фильтрационное сопротивление образующихся сшитых полимерных систем, которые быстрее разрушаются из-за неравномерного распределения крупных армирующих волокон. Также к недостаткам следует отнести необходимость предварительно

обрабатывать волокно раствором ПАВ, что вносит продолжительную паузу в технологический процесс.

Из уровня техники известен источник информации RU 2424426 С1, 20.07.2011, в котором раскрыт способ разработки неоднородного нефтяного пласта, включающий закачку в пласт водного раствора, содержащего, масс %

ПАА – 0,3-1,0

Ацетат хрома – 0,03-0,1

Оксид магния – 0,015-0,07

Вода остальное

при этом полиакриламид и ацетат хрома смешивают в соотношении 10:1.

Известный способ эффективен в неоднородных терригенных коллекторах, однако с ростом проницаемой неоднородности эффективность способа снижается.

Недостатком способа является низкая структурная прочность образующихся сшитых полимерных систем и, вследствие этого, низкая эффективность повышения нефтеотдачи пластов из-за разрушения сшитых полимерных систем, в результате повышения перепада давления при фильтрации жидкости в неоднородных пластах.

Из уровня техники известен источник информации RU 2272891 С1 (МПК E21В33/138, опубл. 27.03.2006), в котором раскрыт способ изоляции водопритока в скважине, включающий закачку в пласт гелеобразующей композиции, содержащей полимер акриламида с молекулярной массой не более 1 млн а.е.м. и степенью гидролиза не более 0,5%, водный раствор ацетата хрома. Дополнительно гелеобразующая композиция содержит регулятор гелеобразования, в качестве которого используют слабые органические кислоты. В качестве указанного полимера акриламида используют неионогенный полимер акриламида АК-631 марки Н-50.

Недостатком известного способа является низкая эффективность, так как в условиях низкотемпературных скважин (20-40⁰С) использование гелеобразующей композиции на основе неионогенного полимера акриламида со степенью гидролиза не более 0,5% увеличивает время гелеобразования до пяти суток, что приводит к уходу гелеобразующей композиции из зоны тампонирования и формированию в пласте геля с малой механической прочностью, и как следствие – к неудовлетворительным результатам при выполнении водоизоляционных работ, а также к увеличению стоимости работ.

Наиболее близким аналогом по технической сущности и достигаемому техническому результату является способ изоляции водопритока в скважине (см. RU 2704168 С1, МПК E21В33/138, опубл. 24.10.2019), который включает закачку в пласт гелеобразующей композиции, содержащей водорастворимый полиакриламид – ПАА, ацетат хрома и воду. При этом производят последовательную закачку гелеобразующей композиции на основе ПАА с высокой молекулярной массой и гелеобразующей композиции на основе ПАА с низкой молекулярной массой.

Недостатком известного способа является использование в качестве растворителя только пресной или близко к пресной воды с плотностью 1000-1070 кг/с³.

Анализ уровня техники показал, что общими недостатками известных способов ограничения водопритока в добывающих нефтяных скважинах является низкая водоизолирующая способность составов и их низкая стабильность во времени.

Указанные характеристики, обуславливающие эффективность применяемых составов и реагентов, зависят от состава используемого растворителя. Чаще всего в качестве растворителя в такого рода составах используют воду с линии нагнетательной скважины, которая в большинстве случаев является подтоварной водой с высокой степенью минерализации,

загрязненная механическими примесями, нефтью, сероводородом и т.д, что в свою очередь для большинства известных способов является неприемлемым, а для других значительно влияет на водоизолирующую способность.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является устранение недостатков известного уровня техники, а именно создание эффективной гелеобразующей композиция для ограничения водопритока в нефтяных скважинах, а также её применение в способе разработки неоднородных по проницаемости коллекторов.

Технический результат, достигаемый при использовании настоящего изобретения, заключается в повышении эффективности изоляции водонасыщенных поровых и/или трещиноватых каналов при проведении операций по ограничению водопритока в добывающих скважинах и выравниванию профиля приемистости, снижению приемистости в нагнетательных скважинах.

Сущность предлагаемого способа ограничения водопритока в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля приемистости, снижения приемистости в нагнетательных скважинах, заключается в том, что в скважину с помощью насосного агрегата непрерывно закачивают гелеобразующую композицию, содержащую, масс %

- водорастворимый полиакриламид (ПАА) 0,3-1,5
- ацетат хрома 0,03-0,15
- неионогенный ПАВ 0,2- 0,5
- вода остальное.

Способ позволяет управлять потоками воды, ограничивать водоприток и повышать коэффициент охвата нефтенасыщенных интервалов в добывающей скважине, изолировать промытые водонасыщенные интервалы и перенаправлять потоки закачиваемой воды в нефтенасыщенные зоны в нагнетательной скважине, что возможно

благодаря образуемому в воде пространственному высокопрочному и стабильному во времени гелю.

Технический результат достигается за счет закачки в пласт гелеобразующего состава, содержащего неионогенный ПАВ, водорастворимый полиакриламид (ПАА), ацетат хрома и воды.

Новым в заявляемом изобретении является то, что гелеобразующий состав содержит неионогенный ПАВ, который обладает хорошей возможностью диспергировать загрязнения, является стабилизатором, а также препятствует явлению синерезиса.

Реагенты, применяемые в заявленном способе:

- водорастворимый полиакриламид (ПАА),
- в качестве сшивателя используют ацетат хрома (АХ)
- в качестве неионогенного поверхностно-активного вещества (ПАВ)

могут быть использованы, например, этоксилированные спирты.

Для приготовления раствора гелеобразующего состава допустимо использовать не только пресную, но и морскую, и скважинную воду, что значительно расширяет технологические возможности использования способа.

Благодаря использованию неионогенного ПАВ представленный способ лишен указанных недостатков известного уровня техники.

Поверхностно-активные вещества, а именно неионогенные, обладают хорошими возможностями диспергировать загрязнения. Неионогенный ПАВ, прибавленный к жидкой системе (в данном случае скважинная вода), значительно повышает ее диспергирующее действие, т.е. твердые частицы загрязнений раздробляются и переводятся в водный раствор. Это позволяет подготовить растворитель к дальнейшей работе.

Для гелей характерно такое явление как синерезис – старение во времени, которое проявляется в постепенном уплотнении пространственной структурной сетки, образованной частицами дисперсной фазы, ее сжатию и

высвобождении части жидкости из структурной сетки. Наличие в составе композиции неионогенного ПАВ препятствует данному явлению.

Неионогенный ПАВ является хорошим стабилизатором. Его добавление в дисперсную систему повышает ее агрегативную устойчивость, т.е. препятствует слипанию частиц, что является преимуществом при приготовлении состава, так как состав готовится с использованием сухих частиц реагентов, которые добавляются в растворитель, и их качество и скорость растворения могут сильно снижаться в случае слипания частиц.

Сущность предлагаемого изобретения поясняется ниже следующим описанием и прилагаемым графиком зависимости времени выделения жидкости от концентрации ПАВ (в масс. %).

В процессе разработки нефтяных месторождений с проницаемостной неоднородностью пласта возникает проблема необходимости водоограничения нефтяных пластов.

Одним из способов водоограничения пластов является создание в пласте водопроницаемого экрана из сшитых полимерных систем. Для этого в пласт закачивается гелеобразующий состав. В процессе сшивки образуется неподвижная сетчатая структура, которая закупоривает промытые водой зоны пласта, что препятствует поступлению воды в эту зону.

Эффективность применения сшитых полимерных систем для повышения нефтеотдачи пласта определяется прочностью и стойкостью гелей. Для увеличения этих свойств в исходный раствор добавляют неионогенный ПАВ.

Поскольку применение неионогенных ПАВ в качестве добавки для образования гелеобразующей композиции с достижением заявляемого технического результате на данный момент времени не известно, для выявления оптимальных параметров таких растворов были проведены эксперименты.

В таблице 1 представлены сведения, раскрывающие варианты содержания веществ в составах 1-6.

Таблица 1 – компонентный состав гелеобразующих композиций						
Компоненты	Содержание в составе, масс%					
	1	2	3	4	5	6
Полиакриламид	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Ацетат хрома	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Неионогенный ПАВ	0	0,1	0,3	0,5	0,9	1,2

В ходе проведенных экспериментов была взята подтоварная альбеноманская вода с плотностью 1,082 кг/м³.

По результатам проведенных опытов, был построен график зависимости времени начала выделения воды из гелеобразующей композиции в зависимости от концентрации неионогенного ПАВ (график зависимости представлен на Фиг. 1).

На основании полученных результатов из проделанных экспериментов была выявлена зависимость, которая показала, что синерезис находится в зависимости от концентрации неионогенного ПАВ. Из графика видно, что наличие ПАВ влияет на продолжительность сохранения композиции.

Таким образом, можно сделать вывод, что оптимальная концентрация неионогенного ПАВ для предотвращения старения геля является 0,2-0,5 масс. %.

Дальнейшее увеличение концентрации к существенным положительным результатам не приводит и является перерасходом компонента, что приводит к удорожанию композиции, её нерентабельности.

Предлагаемый способ ограничения водопритока в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля приемистости включает условно две стадии: приготовление композиции и закачку полученной композиции в скважину.

Первый этап – приготовление композиции, осуществляется следующим образом.

Заполняют используемую технологическую емкость скважинной водой до необходимого уровня, в зависимости от объема закачки, который необходимо закачать, включают перемешивающееся устройство, обеспечивающее равномерное перемешивание во всем объеме технологической емкости.

Добавляют дозированно через потокосмеситель (эжектор) заданное количество неионогенного ПАВ согласно выбранной концентрации.

Затем добавляют полиакриламид в необходимых концентрациях и равномерно перемешивают во всем объеме технологической емкости в течение 1-2 часов.

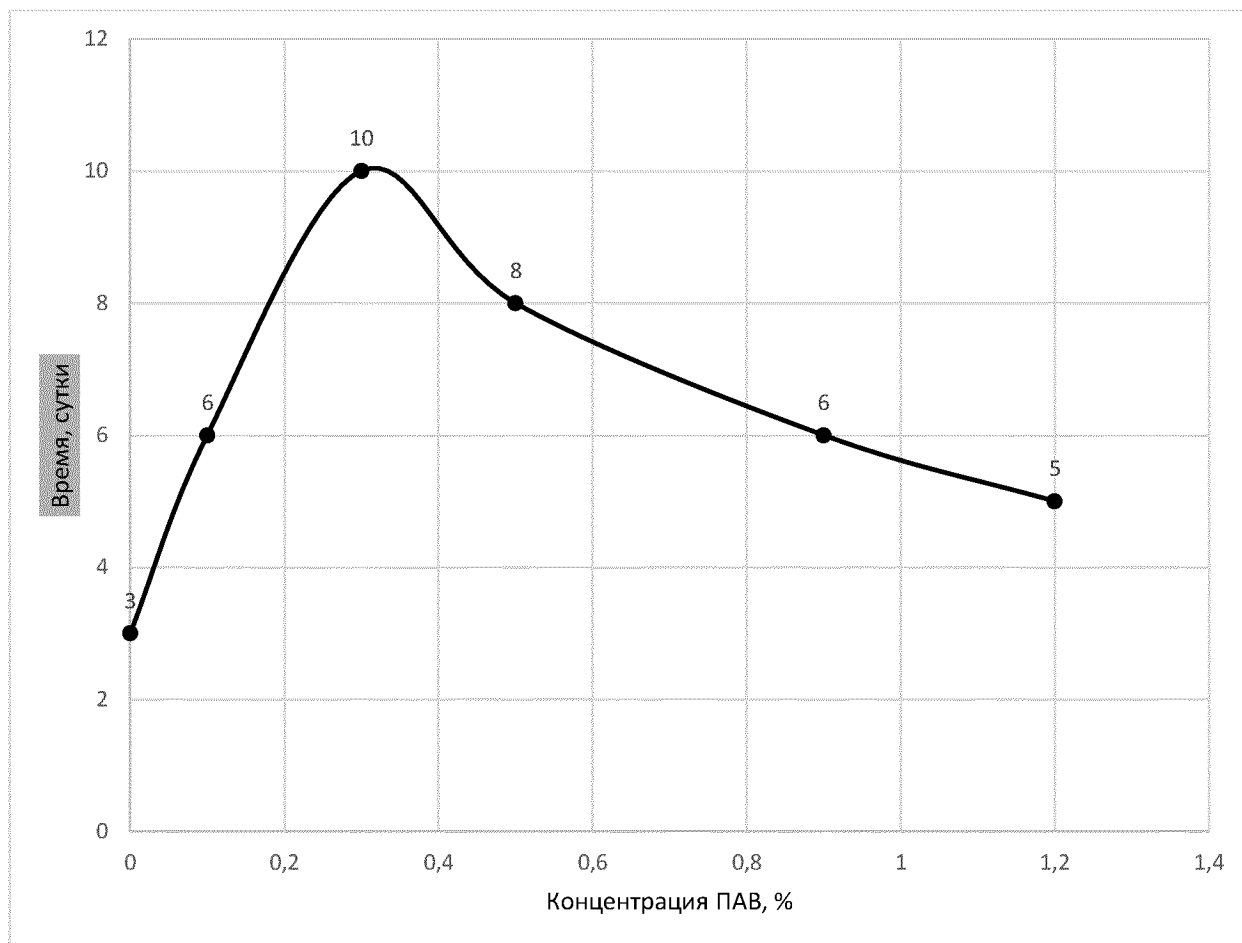
После этого в полученную смесь добавляют ацетат хрома в заданных концентрациях и перемешивают до равномерного окрашивания, но не менее 5 минут.

Следующим этапом является закачка приготовленной композиции в скважину с помощью насосного агрегата типа АЦН (ЦА)-320 или СИН-32, но также могут быть применены и другие насосные агрегаты, при условии непрерывности закачки на протяжении всего объема композиции.

Таким образом, предлагаемый способ обеспечивает повышение эффективности изоляции водонасыщенных поровых и/или трещиноватых каналов при проведении операций по ограничению водопритока, выравниванию профиля приемистости, снижению приемистости в нагнетательных скважинах.

Формула изобретения

Способ ограничения водопритока в добывающих нефтяных скважинах и выравнивания профиля приемистости, снижения приемистости в нагнетательных скважинах, включающий приготовлении в заполненной водой технологической емкости при постоянном перемешивании гелеобразующий композиции, включающей полиакриламид (ПАА) и ацетат хрома, **отличающийся тем**, первоначально в воду добавляют неионогенный ПАВ, затем полиакриламид (ПАА), после чего в полученную смесь добавляют ацетат хрома и перемешивают до равномерного окрашивания, приготовленную гелеобразующую композицию закачивают в скважину при условии непрерывности закачки при этом гелеобразующая композиция, содержит в масс % полиакриламид (ПАА) – 0,3-1,5, ацетат хрома – 0,03-0,15, неионогенный ПАВ – 0,2-0,5, вода – остальное.



Фиг. 1

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202391945

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

E21B 33/138 (2006.01)

C09K 8/508 (2006.01)

E21B 43/32 (2006.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

E21B, C08K, C08L, C09K

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)

ЕАПАТИС, Esp@cenet, PatSearch, Google Patents, PATENTSCOPE

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2339803 C2 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА) 27.11.2008.	1
A	RU 2007121567 A (ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ВОЛГОГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ (ВолгГТУ)) 20.12.2008.	1
A	RU 2706150 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА) 14.11.2019.	1
A	RU 2703598 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА) 21.10.2019.	1
A	CN 110791276 A (DAGANG OILFIELD GROUP CO LTD) 14.02.2020.	1
A	CN 103113702 B (CHINA PETROLEUM & CHEMICAL CORPORATION) 20.01.2016.	1

последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **18/09/2023**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,
физики и электротехники



Д.Ф. Крылов